



Vi skaper muligheter

OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENTET

Adr. postmottak@oed.dep.no

Deres ref:
Høringsbrev 12.05.14

Vår ref:
2011/12-685/2014

Vår saksbehandler:
Rune Stensland

Dato:
29.09.2014

Høringsuttalelse - Reitenrapportens tilrådinger for å få "et bedre organisert strømnett"

1. Innledning

Vår oppfatning er at Reiten-rapporten beskriver strømnettets oppgaver, organisering og utfordringer på en god måte. Noen av temaene er mer grundig belyst enn andre, og aktørene i bransjen vil også ha ulik tilnærming til innholdet i rapporten. Som kraftprodusent og kraftleverandør i nord samt deleier i flere nettselskap er vi særlig opptatt av den strukturelle utviklingen av bransjen, nettutviklingen og tariffmodellene med fokus på innmatingskostnadene for produksjon. Vi støtter mange av hovedkonklusjonene i rapporten, og har i det etterfølgende kommentarer til noen av forslagene.

2. Selskapsmessig og funksjonelt skille

Vi mener at dette forslaget er en svært viktig forutsetning for å få til et bedre organisert strømnett framover, og en bedre organisert bransje totalt sett. Dagens organisering er svært variert og nettvirksomheten er ofte integrert med annen virksomhet som produksjon, omsetning og tjenest salg. Med dette utgangspunktet blir det ofte krevende å få til en strukturell utvikling av kun nett/monopoldelen, uten å samtidig drøfte øvrige virksomhetsområder.

Vi registrerer fortsatt at mange kraftkonsern/integrerte virksomheter har tette bånd mellom nettvirksomhet og kraftomsetning. Dette skaper tvil om nettvirksomhetens nøytralitet og utviklingen av et effektivt sluttbrukermarked.

Ved å skille ut nettdelen tror vi at det blir mer og riktigere fokus på drift og utvikling av nettet, samt et bedre utgangspunkt for strukturelle endringer både innenfor nett, produksjon og omsetning.

3. Opprettelse av DSO-enheter (distribusjonssystemoperatør-enheter)

Utvalget peker på viktigheten av opprettelsen av DSO-enheter som koordinerer investeringsbeslutninger regionalt på tvers av dagens eierstrukturer. Denne funksjonen skal bygge videre på dagens KSU-struktur; dvs. kraftsystemutredningene.

Utvalget mener videre at DSO-enhetene i liten grad skal koordinere den daglige driften av nettet. De begrunner dette med at da vil det oppstå omfattende nøytralitetsutfordringer som vil kreve store endringer i dagens selskapsstruktur.

Vi er usikre på om det behov for nye DSO-enheter som kun skal samordne og koordinere investeringsbeslutninger på tvers av konsesjoner og nettnivåer. Vi mener at dette langt på vei er ivare tatt av dagens ordning med KSU (kraftsystemutredninger). Her er det en plikt til å utrede ulike alternativer for nettforstrekninger og en plikt å velge den samfunnsøkonomiske beste løsningen på tvers av konsesjoner og nettnivå. Vår erfaringer er at det sjelden blir valgt andre løsninger enn det som er den beste rent samfunnsøkonomisk. En eventuell uenighet eller konflikt vil trolig alltid ende opp hos NVE til endelig avklaring.

Vi mener det er en større utfordring med driftskoordineringen av regional- og distribusjonsnettet. I mange lokale nett er innslaget av ny produksjon økende, og dette skaper nye utfordringer med hensyn til koordinering av drift og vedlikehold av både nettanlegg og kraftverk. En ny DSO-enhet bør derfor ha fokus på koordineringsoppgaver, og ha delegert overvåking og koordineringsoppgaver fra Statnett som systemoperatør.

Det kan være rasjonelt at de nye DSO-enhetene både har ansvaret for planleggingen og driftskoordineringen av nettet; dvs. både KSU-rollen og delegerte systemoperatøroppgaver fra Statnett. Dette vil gi en god kobling mellom planrollen og systemrollen, noe som kan gi synergier i forhold til drift og utvikling av et effektivt strømnnett.

DSO-rollen kan plasseres til dagens KSU-enheter forutsatt at disse er selskapsmessig og funksjonelt skilt fra annen virksomhet. Et annet alternativ kan være at det etableres nye DSO-enheter som selvstendige selskaper som eies av de lokale konsesjonærene. Dette vil raskt sikre en uavhengig og nøytral rolle på tvers av dagens eierstrukturer, og bli et framtidig nav for nettstrukturen i KSU-området.

4. Fra tre til to nettnivåer og tariffer

Innledning

Definisjonene av de ulike nettnivåene har stor betydning for fordeling av oppgaver mellom nettselskaper, og fordeling av kostnader (tariffering) mellom ulike kundegrupper tilknyttet nettet.

Utvalget har hatt stort fokus på rollefordelingen i bransjen, og i betydelig mindre grad drøftet tariffering/kostnadsfordelingen. Etter vår mening er harmonisering av nett-tariffer en viktig sak både for produsentene, for kraftleverandørene og for kundene. For produsentene er det særlig viktig med forutsigbarhet i innmatingskostnadene og en felles modell for beregning av innmatingsstariffene.

Videre er det viktig at tariffene er utformet slik at nye prosjekter blir bygd ut i samfunnsøkonomisk riktig rekkefølge. Her trengs det et stramt regelverk, hvis ikke vil det fort oppstå store ulikheter mellom nettområdene.

Kraftleverandørene vil nok helst ønske seg en lik nett-tariff for alle kundene uansett hvor i landet de befant seg, men dette kan kanskje stride mot noen samfunnsøkonomiske prinsipper. Om få år er det planlagt at kraftleverandørene skal kreve inn nettleie på vegne

av nettselskapene. Skal vi få dette til på en smidig og grei måte, vil det være helt avgjørende at vi minimum har en lik tariffstruktur hos alle nettselskapene. Her må regelverk og praksis skjerpes.

Nettnivåer og nettutvikling

Regionalnettet rundt omkring i landet har ulike funksjoner og historikk. Noen steder er det et rent "distribusjonsnett" for lokalt/regionalt forbruk, andre steder er det en del av regionens "overliggende nett" og har en "sentralnetts funksjon" som går på sammenkobling av regional produksjon og regionalt forbruk/industriforbruk.

Dagens definisjoner av nettnivåene følger stort sett spenningsmessige kriterier, mens det tidligere var lagt mer vekt på funksjonsmessige kriterier. (Som for eksempel var en stor del av regionalnettet i Salten definert som sentralnett før 1998, og underlagt Statnett sin avregning og tariffadministrasjon, selv om nettet var lokalt eid og vedlikeholdt.)

I de senere årene har OED innført unntak for den spenningsmessige definisjonen av regionalnettet/sentralnettet i Lofoten/Vesterålen, og innlemmet deler av regionalnettet i sentralnettet. OED begrunnet dette unntaket med anleggenes funksjon i regionen, usikkerhet knyttet til de regionale selskaperes ivaretagelse av forsyningssikkerheten, og usikkerhet knyttet til økonomisk bæreevne for å gjennomføre så store investeringer. En bakenforliggende begrunnelse er også flytting av regionale nettkundekostnader til en felles landstariff i sentralnettet.

Vi registrerer at mange av de lokale nettselskapene har store investeringsutfordringer både i distribusjons- og regionalnettet. Noen selskap mener at det er for store utfordringer og ønsker at Statnett skal få en større rolle i regionalnettet, jfr. overdragelsen av nett i Lofoten/Vesterålen til Statnett. På bakgrunn av dette er vi noe tvilende til om alle de regionale selskapene har løfteevne til å finansiere de tunge investeringene som kommer i regionalnettet framover.

Harmonisering av uttakstariffene – fastledd for innmating

Vi støtter forslaget om at inntektene fra fastleddet for innmating bør ligge igjen i regional- og distribusjonsnettet. Dette vil sikre mer utjevning av uttakstariffene mellom tunge produksjonsnett og rene forbruksnett. Imidlertid vil ikke dette forslaget alene løse de store forskjellene i uttakstariffer. Da må antall nettselskaper reduseres dramatisk, eller det må innføres andre tiltak som omfordeler nettkostnadene over landet.

Harmonisering av innmatingstariffene

En stor del av kraftproduksjonen i Norge er i dag tilknyttet regionalnettet, og innmatingen av produksjonen tarifferes av det regionale nettselskapet. Som hovedregel består tariffene av et fastledd og et energiledd, hvor fastleddet er forskriftsfestet til å være likt sentralnettets sats på alle nettnivåer. I praksis fastsatt av Statnett.

I store produksjonstygdepunkt har ofte energileddet større betydning enn fastleddet. I Salten er det Statnett som beregner tapssatsene i regionalnettet som Nordlandsnett bruker i avregningen av energileddet for produksjon. Praksis varierer ellers i landet, dels utføres beregningene av Statnett, dels av nettselskapene.

Når det gjelder beregning av tapssatser/energileddet i distribusjonsnettet, utføres dette av de lokale nettselskapene. Selv om det teoretiske grunnlaget for satsene/energileddet er det samme på alle nettnivåer, benyttes det ofte andre metoder og prinsipper i distribusjonsnettet enn det som Statnett benytter i sentral- og regionalnettet. Praksisen mellom de ulike nettselskap varierer også mye. Det er bl.a. ulik praksis på hvor ofte tapssatsene skal oppdateres, tidsinndeling, produksjon-/lastforutsetninger og fastsetting av maksimal verdi på tapssatsen.

For produsenter som har kraftverk tilknyttet ulike netteiere, oppleves denne variasjonen i praksis som tilfeldig og gir grunnlag for ulik konkurranse mellom kraftverkene. For noen småkraftverk tilknyttet svake distribusjonsnett kan nivået på tapssatsene fort bli et spørsmål om overskudd eller underskudd for kraftverket.

Vi etterlyser derfor en mer enhetlig praksis for beregning av tapssatsene, spesielt i distribusjonsnettet. Vi stiller også spørsmålsteget om de regionale og lokale nettselskapene har nødvendig kompetanse og systemer for å gjøre disse beregningene. Når Statnett utfører beregningen er en i hvert fall sikret samme kompetanse, metode og prinsipper.

Alternative tariffmodeller

Flere nettselskap mener det er urimelig at lokale kunder i produksjonsområder skal få nettrekningen for den nasjonale fornybarsatsingen, dvs. utbygging av lokal produksjon og lokalt nett for kraft som skal overføres til andre områder/utlandet. Hvis det lokale nettet hadde blitt tariffert gjennom en felles tariffordningen, ville nettrekningen for fornybarsatsingen blitt fordelt på alle kundene i landet.

Etter vår mening er det beste fordelingstiltaket på kort sikt å etablere et felles og sentralt tariff/avregningskontor som administrerer alle inntektsrammer og beregnet en felles tariff. Dette vil også sikre et langt mer effektivt sluttbrukermarked med i utgangspunktet en nettleie og en kraftpris for hele landet, jfr. telesektoren hvor det er en total pris og hvor nettleien er usynlig for kunden.

Et utvidet sentralnett som også omfatter regionalnettet rent tariffmessig ville også gitt en annen utjevning, men i noe mindre grad enn full tariffharmonisering på sluttkundenivået.

Det kan også tenkes at en ny DSO-enhet kunne ha fått ansvaret for administrering av inntektsrammene og beregning av tariffene innenfor DSO-området. I så fall ville DSO-enheten både ha ansvaret for nettplanleggingen, driftskoordinering og tariffing. Dette ville ha sikret like tariff/tariffpraksis i et større område enn det nettselskapet representerer.

Oppsummering nettnivåer og tariff

På bakgrunn av dette er vi noe tvilende til om det vil være best for den videre utvikling av strømmettet om regionalnettet både eiermessig og tariffmessig innlemmes i distribusjonsnettet. Dette gjelder både mht. gjennomføring av nødvendige investeringer, utvikling av tariff, og en mer rettferdig/enhetlig fordeling av nettkostnadene

Det bør vurderes alternative løsninger hvor det er skille mellom eiermessig inndeling av nettnivåene og den tariffmessige inndelingen. Dvs at regional- og distribusjonsnettet slås

sammen rent eiermessig, mens tariffing og avregning gjøres av en felles «tariffenhet» enten sentralisert eller som en del av regional DSO enhet.

Hvis de lokale nettselskapene skal håndtere tariffingen av både regional- og distribusjonsnett, bør hele regelverket for tariffing (produksjon spesielt) gjennomgås med sikte på en enhetlig og lik praksis over hele landet.

En løsning kan være at Statnett får ansvaret for utforming av tariffene for produksjon på alle nettnivå og at regelverket for utarbeidelse av uttakstariffer skjerpes for å sikre en lik tariffstruktur hos alle nettselskapene.

5. Tilknytningsplikten

Vi støtter i utgangspunktet forslaget om endring av tilknytningsplikten for nye produksjonsanlegg slik at netteier får en plikt til å bygge og drive alle nettanlegg fram til kraftverket. Dette vil sikre en entydig arbeidsdeling mellom nye kraftverk og netteier.

Vi er imidlertid litt urolig for at dette kan føre til at nye «produksjonslinjer» blir forsinket på grunn av manglende kapasitet hos netteier. Dette kan være manglende kapasitet til både utredning, utforming av konsesjonssøknad, prosjektledelse, prosjektering og bygging/byggeledelse. Videre kan valg av løsninger mht. bygging og gjennomføring påvirke kostnaden på «nettanlegget» og føre til for dyre anlegg. Det bør derfor åpnes for at «produsenten» kan stå for planlegging og gjennomføringen av «produksjonsnettanlegget» etter avtale med netteier. Vår erfaring er at vi får bedre framdrift og bedre løsninger med et godt samspill mellom produsent og netteier.

I og med at endringen av tilknytningsplikten i hovedsak gjelder tilknytning av nye kraftverk, vil det være et åpent spørsmål hva som skjer med grensesnittet mellom eksisterende kraftverk og nettanleggene. Dette grensesnittet kan ha vært driftet over mange år, og har bl.a. vært en forutsetning for etablering av lokale driftsorganisasjoner m.m. Vi vil derfor anbefale at eksisterende grensesnitt beholdes så lenge som produsenten ønsker dette, og inntil nye kunder ønsker tilknytning på samme «produksjonslinje».

Vår erfaring tilsier at drift av rene «produksjonslinjer» går greit, men utfordringene oppstår når nye kunder ønsker tilknytning på eksisterende produksjonslinje.

Et nytt grensesnitt nærmere kraftverkene kan også aktualisere bestemmelsen av «produksjonsrelaterte nettanlegg». Dette er i prinsippet et nettanlegg eid av nettselskapet, men hvor produsenten betaler en stor andel av driftskostnadene – i praksis en tilleggstariff.

Med vennlig hilsen,
for Salten Kraftsamband AS



Leif Finsveen
Konsernsjef